

УДК 539.375:620.178

ОЦЕНКА НА ОСНОВАНИИ ПОДХОДОВ МЕХАНИКИ РАЗРУШЕНИЯ КОРРОЗИОННЫХ ДЕФЕКТОВ В НЕФТЕПРОВОДАХ

А. ЖИЛЮКАС¹, Й. ЯНУТЕНЕНЕ², Г. НИКИФОРЧИН³, М. БЕРЕЙША²

¹ Каунасский технологический университет, Литва;

² Клайпедский университет, Литва;

³ Физико-механический институт им. Г. В. Карпенко НАН Украины, Львов

Проанализировано развитие коррозионных дефектов в промышленном нефтепроводе. С помощью ультразвукового метода экспериментально измерены дефекты в трубопроводе после пяти и десяти лет эксплуатации. Показано, что утонение стенки трубы после 10 лет эксплуатации составляет 22% ее изначальной толщины. Для оценки дефектности состояния трубопроводов избраны J -интеграл и раскрытие трещины δ . На основании экспериментальных данных о коррозионных дефектах рассчитаны значения J -интеграла.

Ключевые слова: *коррозия, дефект, разрушение, J -интеграл, раскрытие трещины.*

Во время эксплуатации нефтепроводов, несмотря на их антикоррозионную защиту, неизбежно проявление коррозионного воздействия, при этом образующиеся дефекты уменьшают надежность системы. Негативное их влияние усиливается со временем эксплуатации трубопровода, поскольку материал теряет свои изначальные механические свойства и становится менее пластичным [1–3].

Вопросам разрушения нефтепроводов уделяется повышенное внимание [4–7], в том числе исследуется влияние коррозии на их прочность и целостность [8–11]. Наиболее опасные коррозионные дефекты чаще всего расположены вдоль оси трубы, а само разрушение зависит от свойств ее материала [12], геометрии и воздействия окружающей среды [13]. Образующимся в трубопроводах трещинам свойственны значительные пластические деформации в их вершине [14–16], поэтому более приемлемы критерии разрушения, учитывающие пластическое разрушение материала, в частности: J -интеграл и раскрытие трещины δ . Цель настоящей работы – анализ и применение этих критериев.

Дефекты в нефтепроводах. Здесь главным образом встречаются вмятины, расслоение и коррозионные повреждения. Вмятины появляются уже во время монтажа труб. Расслоения обычно обнаруживают при ультразвуковом исследовании.

С использованием современного диагностического оборудования проведены экспериментальные измерения дефектности эксплуатируемого промышленного нефтепровода. Статистические данные показали, что повреждения в трубе из стали API5L X60 появляются уже после пяти лет эксплуатации трубопровода (рис. 1а): около 16% составляют внешние дефекты, а остальные связаны с расслоением и вмятинами. Дефекты от внутренней коррозии не обнаружены.

Согласно статистическому распределению дефектов по глубине за показателем относительной частоты f оно более-менее равномерно после 5 лет эксплуатации трубопровода, за исключением диапазона глубин в $\sim 1 \dots 1,5$ mm (рис. 1а). Однако дефектоскопией после 10 лет эксплуатации той же части трубопровода уста-

Контактная особа: Й. ЯНУТЕНЕНЕ, e-mail: jolanra.januteniene@gmail.com

новлено, что количество очагов коррозии увеличилось при расширении диапазона на глубины трещин почти до 3 mm (рис. 1*b*), а также появились дефекты внутренней коррозии. Кроме того, утонение стенки трубы составляло в отдельных случаях до 22% от исходной толщины.

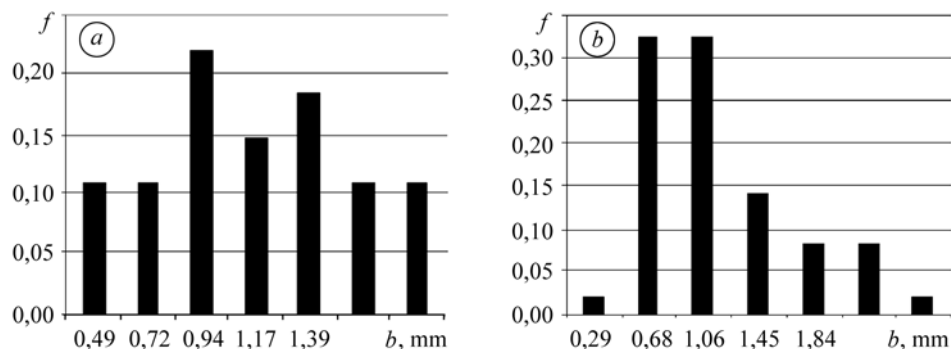


Рис. 1. Распределение дефектов по глубине после 5 (*a*) и 10 (*b*) лет эксплуатации.

Fig. 1. The distribution of defects in depth after 5 (*a*) and 10 (*b*) years of service.

Анализ разрушения трубы с дефектами. Материал в вершине возникших в процессе эксплуатации нефтепровода поверхностных (рис. 2*a*) и внутренних (рис. 2*b*) трещин деформируется упругопластически и упрочняется. Это заметно при определении раскрытия трещины. Применяя δ -модель раскрытия трещины, в ее вершине учитывают только напряжения текучести [8]:

$$\delta = \frac{8 \cdot \sigma_Y \cdot a}{\pi \cdot E} \ln \sec \left(\frac{\pi \cdot \sigma}{2 \cdot \sigma_Y} \right), \quad (1)$$

где δ – раскрытие трещины; a – ее длина; σ_Y – предел текучести; σ – напряжения в трубе; E – модуль упругости материала трубы.

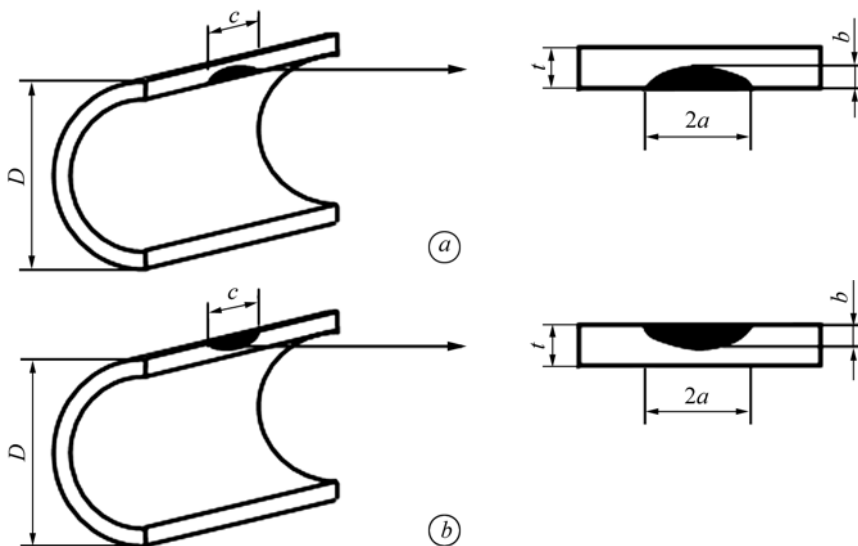


Рис. 2. Геометрия внутреннего (*a*) и внешнего (*b*) дефектов в трубе.

Fig. 2. The geometry of the internal (*a*) and external (*b*) defects in the pipe.

Если в трубе перпендикулярно трещине действуют кольцевые напряжения, раскрытие трещины рассчитывают по формуле [15]

$$\delta = \frac{8 \cdot \sigma_Y \cdot a}{\pi \cdot E} \ln \sec \left(\frac{\pi}{2} \cdot \frac{M_T \cdot \sigma_\theta}{\sigma_Y} \right), \quad (2)$$

где σ_θ – кольцевые напряжения; M_T – коэффициент, зависящий от кривизны поверхности дефекта, который можно подсчитать по формуле [12]

$$M_T = K_{sh} / K_{pl}. \quad (3)$$

Здесь K_{sh} и K_{pl} – коэффициенты интенсивности напряжений в сфере и пластине. Или же так:

$$M_T = \sqrt{1 + \beta \cdot \lambda^2}, \quad (4)$$

где $\lambda = a / \sqrt{Dt/2}$; β – постоянная. Различные источники дают разные значения β : по ASME B31.9 [1] для упругих трещин $\beta = 1,61$ ($\lambda < 3,2$); по DNV – F101 [5], с более высоким уровнем безопасности $\beta = 0,62$ и без оценки длины трещины; по RSTRENG [17] $\beta = 1,25$, если $\lambda < 5,0$.

Когда $\delta \rightarrow \infty$, рекомендуют [18]:

$$M_T \cdot \sigma_\theta = \sigma_{ref}. \quad (5)$$

Здесь предполагают, что $\sigma_{ref} = (\sigma_u + \sigma_y) / 2$, где σ_u – предел прочности.

Предлагают [18] учитывать модифицированный коэффициент

$$M_S = \frac{1 - \frac{b}{t}}{1 - b/t} \cdot \frac{M_T \cdot t}{M_T \cdot t}, \quad (6)$$

и

$$M_T \sigma_\theta = \sigma_{ref}. \quad (7)$$

Показано [15], что величина M_T зависит от геометрии дефекта (рис. 3). Учитывая упрочнение материала и используя численные методы, приняли такую модель деформации материала:

$$\frac{\bar{\varepsilon}}{\varepsilon_Y} = \frac{\bar{\sigma}}{\sigma_Y}, \quad \text{когда } \bar{\varepsilon} \leq \varepsilon_Y, \quad (8)$$

и

$$\frac{\bar{\varepsilon}}{\varepsilon_Y} = \left(\frac{\bar{\sigma}}{\sigma_Y} \right)^{1/m}, \quad \text{когда } \bar{\varepsilon} > \varepsilon_Y.$$

Здесь $\bar{\varepsilon}$ и $\bar{\sigma}$ – средние значения деформаций и напряжений соответственно; ε_Y – деформация 0,2%; m – коэффициент упрочнения.

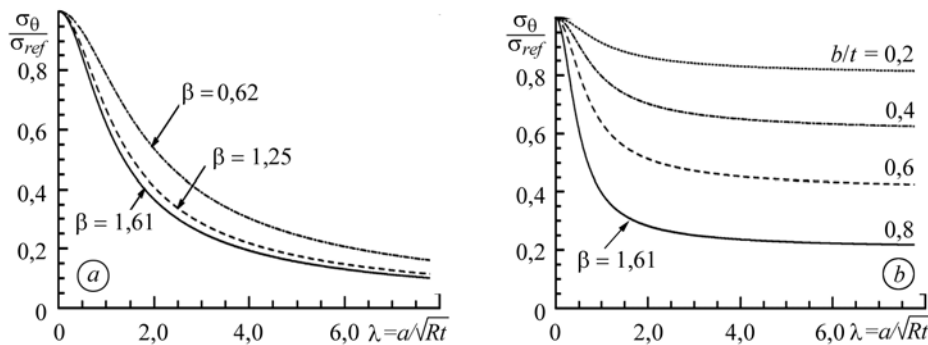


Рис. 3. Зависимость коэффициента M_T от геометрии дефекта в трубе: a – сквозная трещина; b – поверхностная [15].

Fig. 3. Dependence of M_T coefficient on pipe defect geometry: a – a through wall crack; b – surface [15].

Отметим, что в работе [15] результаты получены с помощью упрощенного метода определения предела прочности, где средняя прочность при растяжении

$$\overline{\sigma_U} = \sigma_Y \cdot \frac{(500 \cdot N)^m}{\exp(N)}. \quad (9)$$

Предельная сила при отсутствии дефектов

$$P_0 = \left(\frac{C}{2}\right)^{\frac{n+1}{n}} \cdot \frac{4 \cdot t}{D_m} \cdot \overline{\sigma_U}, \quad (10)$$

где $C = 2/\sqrt{3}$; D_m – средний диаметр.

Результаты, полученные этим методом, свидетельствуют о предельных нагрузках и не связаны с напряжениями в зоне трещины. Поэтому целесообразно применять модель образования трещин, более связанную со свойствами материала, т. е. использовать параметры и характеристики прочности и разрушения.

Различая в пластине области упругой и пластической деформации, в работе [19] раскрытие трещины определяли по формуле

$$\delta = \left\{ \begin{array}{l} \frac{\pi}{2} \cdot \varepsilon_Y \cdot a \cdot \left(\frac{\varepsilon}{\varepsilon_Y}\right)^2, \quad \frac{\varepsilon}{\varepsilon_Y} \leq 1 \\ \frac{\pi}{8} \cdot \varepsilon_Y \cdot a \cdot \left(9 \cdot \frac{\varepsilon}{\varepsilon_Y} - 5\right), \quad \frac{\varepsilon}{\varepsilon_Y} > 1 \end{array} \right\}. \quad (11)$$

Поскольку $\varepsilon_Y = \sigma_Y / E$, то для $\varepsilon / \varepsilon_Y \leq 1$ $\varepsilon = \sigma / E$.

Если $\varepsilon / \varepsilon_Y > 1$, то

$$\varepsilon = (\sigma / \sigma^*)^{1/m}, \quad (12)$$

где $\sigma^* = \sigma_Y / \varepsilon_Y^m$, m – коэффициент упрочнения.

При деформации по линейному закону $m = 1$, а когда $m \rightarrow 0$, имеет место идеальное течение материала. Тогда [19]

$$\delta = \left\{ \begin{array}{l} \frac{\pi}{2} \cdot \frac{\sigma_Y}{E} \cdot a \cdot \left(\frac{\sigma}{\sigma_Y}\right)^2, \quad \frac{\sigma}{\sigma_Y} \leq 1 \\ \frac{\pi}{8} \cdot \frac{\sigma_Y}{E} \cdot a \cdot \left(9 \cdot \left(\frac{\sigma}{\sigma^*}\right)^{1/m} \cdot \frac{E}{\sigma_Y} - 5\right), \quad \frac{\sigma}{\sigma_Y} > 1 \end{array} \right\}. \quad (13)$$

Из этого следует, что

$$\delta_e = \frac{\pi \cdot \sigma^2 a}{2E\sigma_Y}, \quad (14)$$

$$\delta_p = \frac{\pi \cdot \sigma_Y}{8 \cdot E} \cdot a \cdot \left(9 \cdot \left(\frac{\sigma}{\sigma^*}\right)^{1/m} \cdot \frac{E}{\sigma_Y} - 5\right). \quad (15)$$

Для поверхности трубы надо учесть кривизну поверхности M_T . Тогда для сквозной трещины получаем:

$$\delta_{e1} = \frac{\pi \cdot (M_T \cdot \sigma_\theta)^2 \cdot a}{2 \cdot E \cdot \sigma_Y}, \quad (16)$$

$$\delta_{p1} = \frac{\pi \cdot \sigma_Y}{8 \cdot E} \cdot a \cdot \left(9 \cdot \left(\frac{M_T \cdot \sigma_\theta}{\sigma^*}\right)^{1/m} \cdot \frac{E}{\sigma_Y} - 5\right), \quad (17)$$

где δ_{e1} и δ_{p1} – раскрытие трещины в случае упругой и пластической деформации.

Однако давление внутри трубы вызывает не только кольцевые σ_θ , но и радиальные σ_r напряжения, которые необходимо оценить для поверхностных трещин. Тогда [20, 21]

$$\delta_{e2} = \frac{\pi \cdot (M_T \cdot \sigma_r)^2 \cdot b}{2 \cdot E \cdot \sigma_Y}, \quad (18)$$

$$\delta_{p2} = \frac{\pi \cdot \sigma_Y}{8 \cdot E} \cdot b \cdot \left(9 \cdot \left(\frac{M_T \cdot \sigma_r}{\sigma^*} \right)^{1/m} \cdot \frac{E}{\sigma_Y} - 5 \right), \quad (19)$$

где b – глубина дефекта (рис. 2).

В работе [10] зависимость раскрытия трещины δ и энергетического J -интеграла определяли как

$$J = k \cdot \sigma_Y \cdot \delta, \quad (20)$$

где k – параметр, который зависит от коэффициента m : $k = 2/(1+m)$.

Из работы [20] следует, что при сквозной трещине

$$J_e = \frac{2}{1+m} \cdot \frac{K^2}{E} = \frac{K^2}{E}, \text{ когда } 0 < \frac{\sigma_\theta}{\sigma_Y} < 1, \quad (21)$$

и
$$J_p = \frac{2}{1+m} \cdot \frac{K^2}{E} \cdot \left(\frac{\sigma_\theta}{\sigma_Y} \right)^{(1-m)/m}, \text{ когда } \frac{\sigma_\theta}{\sigma_Y} > 1. \quad (22)$$

Из публикации [18] вытекает, что

$$K^2 = 2 \cdot E \cdot \sigma_Y \cdot \delta_{e1}. \quad (23)$$

Тогда для сквозной трещины

$$J_{th,e} = k \cdot \sigma_\theta \cdot \delta_{e1}. \quad (24)$$

Решая уравнения (22) и (23), получим выражение для J -интеграла в пластической зоне в случае сквозной трещины:

$$J_{th,\theta} = \frac{2}{1+m} \cdot 2 \cdot \sigma_Y \cdot \delta_{p1} \cdot \left(\frac{\sigma_\theta}{\sigma_Y} \right)^{(1-m)/m}. \quad (25)$$

Для поверхностных трещин необходимо оценить влияние как кольцевых, так и радиальных напряжений. Для кольцевых получаем:

$$J_{sur,e1} = \sigma_\theta \cdot \delta_{e1,p}, \quad (26)$$

$$J_{sur,p1} = \frac{4}{1+m} \sigma_Y \delta_{p1} \left(\frac{\sigma_\theta}{\sigma_Y} \right)^{(1-m)/m}. \quad (27)$$

Для радиальных

$$J_{sur,e2,m} = \sigma_r \cdot \delta_{e2,m}, \quad (28)$$

$$J_{sur,p2,m} = \frac{4}{1+m} \sigma_Y \cdot \delta_{p2,m} \cdot \left(\frac{\sigma_m}{\sigma_Y} \right)^{(1-m)/m}. \quad (29)$$

Для сквозной трещины при упругих и пластических деформациях J -интеграл определяли следующим образом:

если трещина перпендикулярна кольцевым напряжениям,

$$J_{th,\theta} = J_{th,e1,\theta} + J_{th,p1,\theta}; \quad (30)$$

а если радиальным,

$$J_{th,m} = J_{th,e1,m} + J_{th,p1,m}. \quad (31)$$

Для поверхностных трещин параметр J_{sur} рассчитывали и по направлениям длин a и c . Тогда по направлению a

$$J_{sur,a} = J_{sur,el,0,1} + J_{sur,pl,0,1}, \quad (32)$$

а по направлению c

$$J_{sur,c} = J_{sur,el,m,2} + J_{sur,pl,m,2}. \quad (33)$$

Суммарный J_{sur} -интеграл

$$J_{sur} = J_{sur,a} + J_{sur,c}. \quad (34)$$

Напряжения

$$\sigma_{\theta} = \frac{pR}{t}, \quad \sigma_m = \frac{pR}{2t}, \quad (35)$$

здесь p – давление; R – радиус трубы; t – толщина стенки трубы.

Результаты расчетов. При ультразвуковом контроле трубопровода обнаружены внутренние коррозионные дефекты с определенными максимальными параметрами (см. таблицу).

Параметры дефектов

$2a$	c	b	λ	β	M_T	J_{sur} , КД/м ²
mm						
80	37	1,6	1,09	1,61	1,71	19,64
103	92	1,3	1,41	1,61	2,05	36,2
100	137	2,1	1,37	1,61	2,01	33,7

Для подсчета J -интеграла использованы данные, касающиеся механических свойств стали API5L X60, геометрии трубы и давления в ней: $E = 2 \cdot 10^5$ МПа; $\sigma_Y = 413$ МПа; $\sigma_U = 517$ МПа; $m = 0,05$; $p = 7$ МПа; $D = 0,559$ м; $t = 9,5$ мм.

Согласно проведенному расчету значение J -интеграла возрастает почти вдвое при увеличении длины трещины в осевом направлении $2a$ от 80 до 103 мм. Меньший эффект от роста трещины в радиальном направлении: увеличение c от 92 до 137 мм привело даже к незначительному спаду J_{sur} , что вызвано уменьшением $2a$ от 103 до 100 мм.

Учитывая, что критическое значение J -интеграла, соответствующее старту трещины при активном нагружении, находится для сталей такого класса где-то на уровне ~ 100 КД/м² [3], можно предположить, что дальнейший рост выявленных дефектов, сопровождающийся ускоренным увеличением значения J -интеграла, может обусловить неконтролируемое разрушение.

ВЫВОДЫ

Экспериментальные измерения толщины стенки показали, что после пяти лет эксплуатации нефтепровода появляются внешние коррозионные дефекты, а после 10 лет – внутренние. Максимальное утонение стенки трубы после 10 лет эксплуатации составляет до 22% от первоначальной толщины. После анализа методик для оценки упругопластического разрушения дефектных трубопроводов отобран метод J -интеграла. В качестве примера рассчитаны его значения по данным дефектоскопии коррозионных дефектов.

РЕЗЮМЕ. Проаналізовано розвиток корозійних дефектів у промисловому нафтопроводі. З допомогою ультразвукового методу експериментально виміряно дефекти у трубопроводі після перших п'яти і десяти років експлуатації. Показано, що стоншення стінки труби після 10 років експлуатації становить 22% від її початкової товщини. Для оцінювання дефектності стану трубопроводів вибрано J -інтеграл і розкриття тріщини δ . На основі експериментальних даних про корозійні дефекти розраховані значення J -інтеграла.

SUMMARY. Problem of corrosion defects development in the industrial oil pipeline is analyzed. The defects in the pipeline after the first five and ten years of operation were experimentally measured by the ultrasonic method. It was shown that after 10 years of service the pipe wall thinning is 22% of its original thickness. J -integral and the crack opening δ are chosen for the analysis of pipeline defectiveness. As an example, the J -integral values are calculated according to the experimental data on corrosion defects.

1. Janutėnienė J., Didžiokas R., and Gintalas M. Analysis of the variation of metals mechanical properties depending on operation time // *Mechanika*, ISSN 1392-1207. – 2009. – № 1(75). – P. 26–30.
2. Krasowsky A. Y., Dolgiy A. A., and Torop V. M. Charpy testing to estimate pipeline steel degradation after 30 years of operation / Eds. D. Francois, A. Pineau // *Proc. of the Charpy Centenary Conference*, Poitiers. – 2001. – **1**. – P. 489–495.
3. *Environmentally* assisted “in-bulk” steel degradation of long term service gas trunkline / H. Nykyforchyn, E. Lunarska, O. Tsyurulnyk, et al. // *Eng. Failure Analysis*. – 2010. – **17**. – P. 624–632.
4. *API RP-579-1/ ASME FES. Fitness for service*. American Petroleum Institute. – 2007. – **1**. – 1128 p.
5. *Recommended Practice DNV-RP-F101. Corroded Pipelines*. – Norway: Det Norsk Veritas. – 2004. – 42 p.
6. *British standard BS7910. Guide on methods for assessing the acceptability of flaws in metallic structures*. – British Standard Institution. – 1999. – 272 p.
7. *Progress in development of acceptance criteria for local areas in pipe and piping components* / G. Wilkowski, G. Stephens, P. Krishnaswamy, et al. // *Nuclear Eng. and Design*. – 2000. – **195**. – P. 149–169.
8. *Development of limit load solutions for corroded gas pipelines* / J. B. Choi, B. K. Geo, J. C. Kim, and W. S. Kim // *Int. J. of Pressure Vessels and Piping*. – 2003. – **80**. – P. 121–128.
9. Miller A. G. Review of limit loads of structures containing defects / *Ibid.* – 1988. – **32**. – P. 197–327.
10. Andersen T. L. *Fracture mechanics: fundamentals and application* (3rd ed). – New York: CRC Press, 2005. – 621 p.
11. Андрейків О. Е., Кушнір Р. М., Цирульник О. Т. Методи оцінки остаточного ресурсу і характеристик сварних з'єдинень труб магістральних нафтопроводів // *Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруджень і машин* / Под ред. Б. Е. Патона. – К.: ІЭС ім. Е. О. Патона НАН України, 2009. – С. 399–403.
12. Folias E. S. An axial crack in pressurized cylindrical shell / *Inter. J. of Fracture Mechanics*. – 1965. – **1**. – P. 104–113.
13. Staat M. Plastic collapse analysis pressure of longitudinally flowed pipes and vessels // *Nuclear Eng. and Design*. – 2004. – **234**. – P. 25–43.
14. Staat M. and Vu D. K. Limit analysis of flows in pressurized pipes and cylindrical vessels. Part 1: axial defects / *Eng. Fracture Mechanics*. – 2007. – **74**. – P. 431–450.
15. Chiodo M. S. G. and Ruggieri C. Failure assessments of corroded pipelines with axial defects rising stress – based criteria: numerical studies and verification analyses // *Int. J. of Pressure Vessels and Piping*. – 2009. – **86**. – P. 164–176.
16. Kifner J. F. and Vieth P. H. A modified criterion for valuating the remaining strength of corroded pipe. Final report an project PR-3-805. – Batelle, Ohio: Pipeline Research Committee, American Gas Association, 1989. – 69 p.
17. Žiliukas A. Strength and fracture criteria. – Kaunas: Technologija, 2006. – 208 p. (на литовском).
18. *Failure stress levels of flows in pressurized cylinders* / J. F. Kiefner, W. A. Maxey, R. J. Eiber, and A. R. Duffy // ASTM STP 536. *Progress in flow growth and fracture toughness testing*. – Philadelphia: American Society for Testing and materials, 1973. – P. 461–481.
19. Zerbst U., Ainsworth R. A., and Schwalbe K. H. Basic principles of analytical flow assessment methods // *Int. J. of Pressure Vessels and Piping*. – 2000. – **77**. – P. 855–867.
20. Левин В. А., Морозов Е. М., Матвиенко Ю. Г. Избранные нелинейные задачи механики разрушения. – М.: Физматлит, 2004. – 408 с.
21. *ASME B31G-1991. Manual for determining the remaining strength of corroded pipelines*. – New York: American Society of Mechanical Engineering, 1991. – 56 p.

Получено 03.09.2010